Proceedings of 5º Encuentro de Potencia, Instrumentación y Medidas, IEEE, October 19-20, 1999, Montevideo, Uruguay

¿ESTÁN LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS COMPUTANDO CORRECTAMENTE EL FACTOR DE POTENCIA A SUS USUARIOS?

Daniel Slomovitz, *Senior Member, IEEE*

Laboratorio de UTE, Montevideo, Uruguay

***Resumen*: Se analizan diferentes definiciones de potencia reactiva, potencia aparente y factor de potencia; y su influencia en los sistemas de facturación entre empresas eléctricas y consumidores. Múltiples definiciones han sido propuestas desde las primeras décadas del siglo XX, atendiendo a diferentes propósitos. En este trabajo, ellas son analizadas sólo bajo el punto de vista de la facturación. A su vez se proponen definiciones que contemplen los problemas causados por asimetrías en cargas trifásicas.**

I. INTRODUCCIÓN

En las transacciones entre empresas eléctricas y consumidores, ya desde inicios del siglo XX, se vio la necesidad de contabilizar no sólo la energía activa consumida sino también la energía reactiva. Esta última estaba asociada a cargas inductivas o capacitivas, las que ocasionan flujos de potencia reciprocantes con promedio de potencia nulo en un ciclo. Estas cargas reactivas almacenan energía en forma de campos eléctricos y magnéticos durante parte del ciclo, y devuelven dicha energía a la fuente en otra parte del ciclo. Entre otros efectos, estos flujos de potencia producen mayores corrientes por el sistema que las mínimas necesarias para suministrar la potencia activa demandada. Las consecuencias para las empresas eléctricas implican mayores pérdidas por los conductores, transformadores y generadores y un desaprovechamiento de la capacidad del sistema. Una parte de las líneas de trasmisión y distribución deben dedicarse al transporte de la corriente reactiva y parte del sistema de generación debe dedicarse a la compensación de dicha energía.

La política general de empresas eléctricas es tratar que el consumidor solucione este problema dentro de su propio sistema, facturando a esos efectos un adicional asociado al consumo de la energía reactiva. El parámetro eléctrico que cuantifica directamente el aumento de las pérdidas y el desaprovechamiento de la red es el factor de potencia PF (definido como la razón entre la potencia activa y la aparente). Efectivamente, las empresas eléctricas limitan en sus reglamentos, no la energía reactiva sino el factor de potencia, el cual debe ser mayor a cierto valor para evitar penalización con facturación adicional [1].

0-7803-9938-2/99/$10.00© 1999 IEEE

Actualmente existen varios sistemas de medida electrónicos para computar el PF, sin embargo históricamente sólo era posible calcularlo a partir de la medida de la energía activa y reactiva mediante dos medidores separados. Aún en el presente, una gran parte de los instrumentos de medida usados por empresas eléctricas son medidores electromecánicos de energía activa y reactiva. Los sistemas de facturación están basados en el cómputo de esos dos valores, y existe toda una cultura institucional en las empresas eléctricas sobre la relación entre la energía activa, reactiva y el factor de potencia, dada por la simple ecuación

$$PF = 1/[\sqrt{(1+Q^2/P^2)}] \qquad (1)$$

Los parámetros de esta ecuación están plenamente definidos para régimen sinusoidal en circuitos monofásicos, donde el factor de potencia coincide con el coseno del ángulo entre la corriente y la tensión. Sin embargo, ya desde la década del 1920, se vio que con formas de onda de corriente o de tensión distorsionadas, esta ecuación conduce a conceptos diferentes a los de potencias reciprocantes [2]. Otro tanto ocurre en sistemas polifásicos no equilibrados, aun trabajando en régimen sinusoidal.

Un simple ejemplo muestra estas derivaciones. En la Fig. 1 un resistor es alimentado a través de un rectificador de media onda, por una fuente de tensión sinusoidal ideal de tensión eficaz (rms) de valor V. La corriente eficaz vale $I_{rms}=V/(R\sqrt{2})$, la potencia activa $P=V^2/(2R)$ y la potencia aparente entregada por la fuente $S=V^2/(R\sqrt{2})$. De aquí se concluye el valor del factor de potencia $PF=1/\sqrt{2}$ y de usarse la ecuación (1) para el cálculo de la potencia reactiva, su valor sería $|Q|=P$. Un método equivalente de calcular Q está dado por la siguiente ecuación

$$|Q| = \sqrt{(S^2 - P^2)} \qquad (2)$$

Obviamente en este circuito no hay potencias reciprocantes ni almacenamiento de energía por la carga, ya que ésta no está relacionada ni con campos eléctricos ni magnéticos que puedan reflejar una potencia reactiva hacia la fuente. Tampoco son aplicables a este circuito los métodos convencionales de compensación de energía

reactiva. El desempeño no mejora incluyendo un capacitor en paralelo con la carga. En razón de estos resultados y para no confundir conceptos, ha sido propuesto denominar con la letra N al resultado de la ecuación (2) cuando el régimen es no sinusoidal, o no equilibrado; denominando a esta variable: potencia no activa [3].

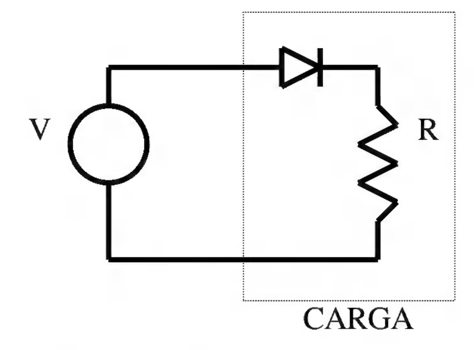


Fig. 1. Sistema formado por fuente sinusoidal y carga no lineal compuesta por resistor alimentado por un rectificador de media onda.

Este ejemplo muestra que un único parámetro no es suficiente para determinar la causa de la existencia de factores de potencia menores a la unidad, ni los procedimientos para su corrección. Sin embargo, el resultado anterior donde la potencia no activa iguala a la potencia activa, muestra que sí existe un problema y un perjuicio para la empresa eléctrica. Efectivamente, la mínima corriente rms (I_{min}), que con igual tensión es capaz de entregar la misma potencia, es de forma sinusoidal y vale $I_{min}=V/(2R)$ lo cual es $\sqrt{2}$ veces menor a la del circuito analizado. De aquí se concluye que las redes del sistema soportan una corriente un 40% mayor, generando el doble de pérdidas de energía (ya que las pérdidas en primera aproximación dependen cuadráticamente de la corriente) y desaprovechando en un 40% la capacidad instalada. Adicionalmente, las corrientes no sinusoidales causan otros problemas relacionados con la polución de armónicos en la red.

Ha habido muchos intentos de descomponer la potencia no activa en varios componentes, tratando de lograr que cada uno de ellos sea responsable de cada uno de los efectos. En la próxima sección se discuten las principales propuestas.

II. DESCOMPOSICIÓN DE LA POTENCIA

En [4] se discuten diferentes propuestas de descomposición de la potencia en múltiples componentes. El objetivo, en general, es distinguir las diferentes causas que disminuyen el factor de potencia de forma de poder diseñar soluciones para cada una de ellas. Budeanu propuso en 1927 separar la potencia no activa en dos componentes

$$N^2 = Q_B{}^2 + D_B{}^2 \tag{3}$$

proponiendo la definición de Q_B como la sumatoria de las potencias reactivas de cada una de las componentes armónicas. Esto es

$$Q_B = \sum_{n=1}^{m} V_n I_n \operatorname{sen} \varphi_n \tag{4}$$

siendo m el índice del mayor orden de las componentes armónicas de la corriente (I_n). Por otro lado, la potencia por distorsión D_B queda definida por la propia ecuación (3). La idea original era que la suma de potencias reactivas en cada una de las componentes armónicas representaba flujo de energía debido a componentes reactivos; mientras que la potencia D_B estaba relacionada con distorsión en la forma de onda. Sin embargo, ha sido mostrado que ese concepto no es cierto. En el circuito de la Fig. 2, Q_B vale cero pese a existir almacenamiento electromagnético de energía y flujos de energía reciprocante con la fuente. Efectivamente, las potencias reactivas para cada componente armónico valen Q_1=16 var y Q_5=-16 var, siendo por tanto la suma nula.

Por otro lado, también es fácil ver que la potencia por distorsión puede ser nula, aun en circuitos que contengan alta distorsión armónica. Por ejemplo, consideremos una carga resistiva de 1 Ω alimentada por una fuente de tensión con iguales valores de componente fundamental y segundo armónico, de 1 V rms. La potencia aparente y la potencia activa tendrán entonces el mismo valor de 2 VA. La potencia reactiva Q_B es nula, por estar la tensión en fase con la corriente, tanto en los componentes fundamentales como en los armónicos. De esto se concluye que D_B es también nula, pese a que tanto la tensión como la corriente poseen altas distorsiones. Similares resultados pueden obtenerse incluso con cargas reactivas. En este último caso, las formas de onda de la tensión y la corriente son diferentes.

Por esto, sistemas que compensen Q_B no siempre logran mejorar el factor de potencia y tampoco esta descomposición de N ayuda al diseño de una compensación de la potencia por distorsión.

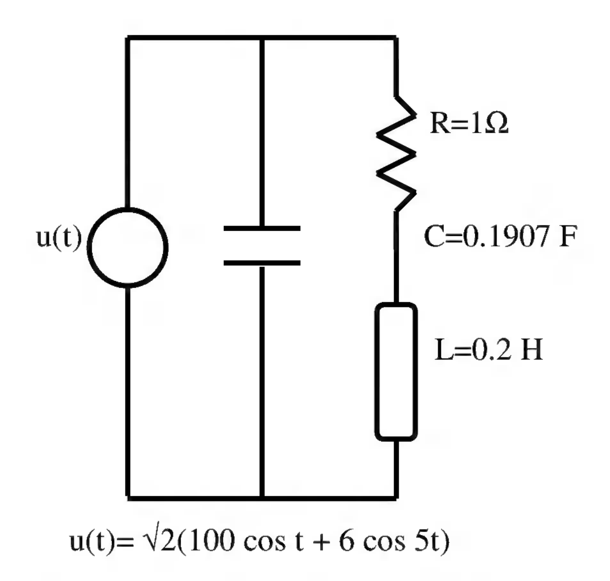


Fig. 2. Circuito con carga lineal, donde Q_B vale cero pese a existir flujos de energía reciprocante con la fuente.

Fryze propuso, en el dominio del tiempo, separar la corriente no sinusoidal en dos componentes i_a e i_b. La primera, proporcional a la tensión v (igual forma de onda) y la segunda igual a la diferencia restante.

$$i_a = P\, v/V_{rms}^2 \quad (5)$$

$$i_b = i - i_a \quad (6)$$

Estas dos corrientes están en cuadratura bajo la norma usual de promedio del producto. Se demuestra que i_a es la corriente de menor valor rms que puede suministrar la potencia con la tensión dada. Se llega a una ecuación del tipo $S^2=P^2+Q_F^2$, similar a la (2), donde Q_F es la potencia reactiva propuesta. No se propone subdividir Q_F en otros componentes. No es posible, por tanto, el diseño de sistemas de compensación ni la determinación del tipo de problema (potencia reciprocante o distorsión). Pese a estas carencias, es la definición más simple que detecta factores de potencia menores a la unidad, lo cual es el elemento más relevante para los sistemas de facturación de empresas eléctricas.

Kimbark propuso dividir la potencia no activa N en dos componentes. El primero es Q_1 (potencia reactiva asociada sólo a los componentes armónicos fundamentales de la tensión y la corriente) y un segundo componente con lo restante (D_K)

$$S^2= P^2+ (V_1\, I_1 \text{ sen } \varphi_1)^2+ D_K^2 \quad (7)$$

La idea inicial era separar causas de bajo factor de potencia debidas a potencias reciprocantes a la frecuencia fundamental y por otra parte, problemas causados por armónicos. La primera sería compensable mediante un capacitor (en caso de potencia reactiva inductiva, como es lo más común en sistemas de baja y media tensión). Sin embargo, posee similares problemas que la propuesta de Budeanu. Con carga resistiva y tensión distorsionada, D_K es nulo, siendo también la corriente distorsionada.

Otras descomposiciones han sido propuestas, tales como la de Depenbrock, Kuster y Moore, Elsin y Van Wyk. Desafortunadamente, se han encontrado ejemplos en los cuales la separación en diferentes causas del fenómeno, no está de acuerdo a lo propuesto por sus autores.

Sharon [5] discute la propia definición del factor de potencia (definido como relación entre potencia activa y aparente) en circuitos monofásicos. Se argumenta que dicho parámetro no es útil para diseñar una compensación (por ejemplo capacitiva) de una carga con bajo factor de potencia; pues si las corrientes son distorsionadas, sólo el factor de potencia no alcanza para determinar el problema y su eventual solución.

También se cuestiona su aplicación como parámetro evaluador del aprovechamiento de las redes. Se muestra que aun una carga con factor de potencia unitario puede estar asociada a corrientes y tensiones no sinusoidales. Esto efectivamente es así, en el caso en que la corriente sea proporcional a la tensión, siendo por lo tanto ambas formas de onda iguales. Ambas ondas pueden ser altamente distorsionadas y aún así conducir a un factor de potencia unitario.

Sin embargo, entendemos que ninguno de dichos argumentos disminuye la utilidad de este parámetro como evaluador de la mala utilización de la red. En primer lugar, efectivamente es cierto que sólo el conocimiento del factor de potencia no alcanza para diseñar dispositivos de corrección. Incluso eso es así, aun en condiciones sinusoidales; donde existe la dualidad entre desfasaje capacitivo o inductivo. En condiciones no sinusoidales, el problema de diseño de la corrección es mucho más complejo y otras mediciones son necesarias. Pero, desde el punto de vista de la relación entre empresa eléctrica y consumidor basta con conocer que existe un problema, y para esto el factor de potencia sí es adecuado. Un valor menor a la unidad implica la existencia de algún inconveniente para la red.

En segundo término, en el referido trabajo se argumenta que si la carga es resistiva pero la tensión contiene armónicos, el factor de potencia tendría igualmente valor unitario. La corriente contendría también armónicos afectando la red, situación de la cual el factor de

potencia no daría aviso. Si bien este caso es posible, de todas formas el uso del factor de potencia como único parámetro de control es aconsejable. En este último caso, la distorsión en la forma de onda de la corriente es claro que es causada por la distorsión en la tensión y no puede ser atribuida a responsabilidad del consumidor. La carga debe ser de tipo resistiva para que se dé esta situación. El problema es entonces causado por otros factores los cuales distorsionan la tensión suministrada, siendo de responsabilidad de la empresa eléctrica. El parámetro de alarma no debe indicar problemas en dicho consumidor; y efectivamente no lo hace. Este comportamiento es el ideal.

Finalmente, en el trabajo analizado se propone un nuevo parámetro Q_S, en sustitución del factor de potencia, basado en el desfasaje de las ondas fundamentales y la distorsión armónica de la corriente y la tensión, según la siguiente ecuación

$$Q_S = k_1 \cos\varphi_1 + k_2\,[1-(\sqrt{\sum_{n=1}^{m} V_n^2})/V_1] + k_3[1-(\sqrt{\sum_{n=1}^{m} I_n^2})/I_1] \qquad (8)$$

donde el primer sumando del segundo término computa el desfasaje de las ondas fundamentales, y los restantes son términos que responden a la distorsión armónica en la tensión y corriente. Los factores k_i son factores de peso para cada sumando. La propuesta intenta tomar en cuenta tanto problemas de desfasaje como de armónicos. Sin embargo, tiene graves problemas. La distorsión armónica, calculada en base a la componente fundamental no está acotada y puede ser mayor a la unidad. Esto implica que tampoco Q_S está acotado en su valor mínimo. En el trabajo discutido se propone asignar valores a las constantes k_i de forma que su suma valga uno. En caso de carga resistiva y ondas sinusoidales se concluye que

$$Q_S = k_1 + k_2 + k_3 = 1 \qquad (9)$$

Pero si Q_S es inferior a la unidad, no se puede conocer cuál es la causa ni su forma de corrección; situación que el autor criticaba en la definición del factor de potencia. Por otro lado, se penaliza la distorsión armónica en la tensión lo cual es responsabilidad de la empresa eléctrica y no del consumidor.

En la referencia [6] Watanabe y otros, analizan una definición de potencia activa y reactiva basada en valores instantáneos, inicialmente propuesta por Akagi y otros. La potencia activa se define en su forma usual

$$p = v_a\, i_a + v_b\, i_b + v_c\, i_c \qquad (10)$$

refiriendo *a, b y c* a cada una de las fases. La potencia reactiva se define como

$$q = -[(v_a-v_b)i_c+(v_b-v_c)i_a+(v_c-v_a)i_b]/\sqrt{3} \qquad (11)$$

Cuando el sistema es equilibrado y sinusoidal, es fácil ver que q coincide con la definición usual de potencia reactiva (3VI sen φ).

En condiciones de tensión sinusoidal y corriente distorsionada, se muestra en el referido trabajo que la potencia reactiva media vale $Q=3VI_1 \text{ sen } \varphi_1$. En estas condiciones, la definición de potencia reactiva propuesta (en valores medios) sólo responde a la componente fundamental de la corriente. No es sensible a los componentes armónicos pues el promedio en un período del producto de una onda de tensión sinusoidal por una corriente distorsionada sólo es afectado por la componente fundamental de la corriente. El producto de las restantes componentes da promedio nulo.

En casos de sistemas con tensión sinusoidal y equilibrada, pero corrientes desbalanceadas, tampoco es sensible a los desequilibrios de la carga pues q está definida como la suma de 3 productos independientes. Cada sumando sólo ve una fase de tensión y una de corriente, y no es afectado por las restantes. En el próximo capítulo se discute en detalle sistemas desequilibrados, mostrándose que en el caso de un sistema consistente en una sola carga resistiva conectada entre 2 fases (Fig. 3), la definición propuesta daría potencia reactiva nula. Esto conduciría a un factor de potencia unitario (usando la ecuación 1), pese a existir un grave perjuicio para el funcionamiento de la red; dado que 2 fases podrían estar sobrecargadas mientras que la tercera no conduciría corriente alguna.

Esta definición de potencias instantáneas tiene su campo de aplicación en el diseño de circuitos activos compensadores, donde tanto la teoría como múltiples ejemplos muestran ventajas comparativas contra otros métodos. Sin embargo, en el campo de la facturación, esta definición, promediada en un período, conduce a la sub-consideración de armónicos y no consideración de desequilibrios en la carga.

III. SISTEMAS TRIFÁSICOS

En sistemas trifásicos aparece otro elemento que influye sobre las pérdidas y el aprovechamiento de la red. Éste es el desequilibrio del sistema. Aún con ondas sinusoidales, los sistemas desequilibrados afectan el rendimiento de las redes de distribución y trasmisión. También los generadores se ven afectados por este problema, pero al llegar a ese nivel los desequilibrios suelen ser despreciables.

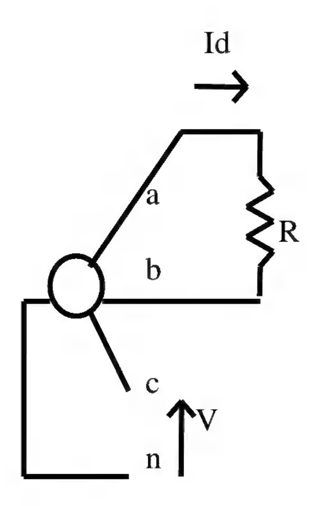


Fig. 3. Red trifásica cargada en forma asimétrica por un único resistor.

Una carga asimétrica sobrecarga algunas fases y desaprovecha capacidad instalada en otras. En el ejemplo mostrado en la Fig. 3, la red trifásica es cargada por un único resistor. Por las fases *a y b* circula una corriente cuyo valor rms (I_d) es √3 veces mayor al correspondiente a igual potencia con carga simétrica; y por otro lado la fase *c* está totalmente descargada. Efectivamente, con carga simétrica resistiva la potencia activa vale $P_s=3VI_s$, siendo I_s la corriente correspondiente a carga simétrica y V la tensión rms entre fase y neutro. En el ejemplo

$$I_d = \sqrt{3}\ V/R \qquad (12)$$

$$P_d = \sqrt{3}\ V\ I_d \qquad (13)$$

De donde

$$I_d = \sqrt{3}\ I_s \qquad (14)$$

La potencia de pérdidas en la red en el caso simétrico vale $Pers=3R_c\ I_s^2$, siendo R_c la resistencia de cada fase de la red. En el caso asimétrico las pérdidas (Perd) valen

$$Perd= 6\ R_c\ I_s^2 \qquad (15)$$

La potencia de pérdidas en la red, asumiendo igual resistencia para cada conductor de fase, es el doble que si la carga fuera simétrica, para la misma potencia activa consumida. Visto de otro modo, con las mismas pérdidas podría alimentarse una carga simétrica resistiva con una potencia √2 veces mayor a la correspondiente al ejemplo asimétrico. Para penalizar adecuadamente a este consumidor, según este criterio, debería asociársele un factor de potencia 1/√2. Esto puede ser contemplado definiendo adecuadamente la potencia aparente y la potencia reactiva, a partir de las cuales se obtiene el factor de potencia.

En este ejemplo, las distintas definiciones conducen a resultados muy diferentes.

Usando la ecuación (1) para la definición del factor de potencia y el valor medio de la (11) para la definición de la potencia reactiva, se obtiene

$$Q_r = -1/(T\sqrt{3}) \int_0^T [(v_a-v_b)i_c+(v_b-v_c)i_a+(v_c-v_a)i_b]\ dt \qquad (16)$$

En este caso las tensiones y corrientes son sinusoidales, por lo cual usando fasores queda

$$Q_r = -1/\sqrt{3}\ (V\ \sqrt{3}\ I_d \cos 120^o + V\ \sqrt{3}\ I_d \cos 60^o \qquad (17)$$

En conclusión, Q_r =0 y PF=1. Esto muestra que esta definición de potencia reactiva, conjuntamente con la definición de factor de potencia usado por muchas empresas eléctricas en sus sistemas de facturación, es insensible frente a asimetrías en la carga.

Una de las definiciones más simple de potencia aparente, que sólo suma las potencias aparentes de cada fase, mostrada en la siguiente ecuación, tampoco contempla totalmente el problema descripto.

$$S_{su}=\sum_{i=1}^{3} V_i I_i \qquad (18)$$

Efectivamente, aplicada al caso del ejemplo

$$S_{su}=2V\ \sqrt{3}\ I_s \qquad (19)$$

De (13) y (14) se concluye que el valor de potencia activa es

$$P_d=3\ V\ I_s \qquad (20)$$

Por tanto, el factor de potencia calculado a partir de (19) y (20) vale √(3/2) (aproximadamente 0.87), y no 1/√2 (aproximadamente 0.71) como se esperaría.

La siguiente definición de potencia aparente, mostrada por Emanuel [7], es correcta desde este punto de vista

$$S_e=3\sqrt{[(V_a^2+V_b^2+V_c^2)/3]}\ \sqrt{[(I_a^2+I_b^2+I_c^2)/3]} \qquad (21)$$

En el ejemplo, S_e=3V I_s √2, por lo cual el factor de potencia vale 1/√2. Esta definición contempla las pérdidas en la red para cualquier desequilibrio, dado que dichas pérdidas dependen de la suma cuadrática de las corrientes por cada fase.

Aún así, la ecuación (21) no tiene en cuenta totalmente el desaprovechamiento de la red. En líneas, la capacidad está limitada por la fase que transporta mayor corriente.

En los transformadores la situación es más compleja dado que existe iteración entre las fases. Si algunas fases están sobrecargadas y otras subcargadas la temperatura del aceite es menor a la correspondiente al estado en que todas las fases están igualmente sobrecargadas, y esto conduce a cierto grado admisible de sobrecarga parcial. Sin embargo, en la práctica es muy difícil conocer esa holgura, dado que ni siquiera los propios fabricantes miden ni calculan las temperaturas de los puntos más calientes bajo carga asimétrica, ni esto está previsto en las normas [8]. Para el administrador de la red, no queda otra alternativa que limitar la carga máxima de los transformadores, en función de la fase más cargada, con igual criterio que para las líneas.

Todo esto conduce a que en sistemas no equilibrados las redes están sometidas a un desaprovechamiento de su capacidad de transporte de potencia. Esto debería ser contemplado en la definición de factor de potencia. En el ejemplo mostrado, la máxima potencia utilizable con esa carga asimétrica es 1/√3 del valor correspondiente a carga simétrica, suponiendo que la máxima corriente es la misma en ambos casos.

Una definición de potencia aparente que contemple este hecho (S_{p1}), se obtendría sustituyendo en la ecuación (21) el último factor (relacionado con la corriente) por la corriente máxima entre todas las fases (I_{max}). Esa corriente es la que limita la capacidad del sistema

$$S_{p1}=3\sqrt{[(V_a^2+V_b^2+V_c^2)/3]}\,I_{max} \qquad (22)$$

Para el caso analizado, S_{p1} valdría 3V √3 I_s y el factor de potencia 1/√3, coincidiendo con la reducción de la capacidad de la red.

Es claro que usando la primer definición analizada de potencia reactiva (16) conjuntamente con la definición del factor de potencia mostrada en (1) no se tienen en cuenta los efectos de los desbalances en las corrientes. Usando la segunda definición de potencia aparente (18) con la definición usual del factor de potencia, aún se subvalúa los problemas tanto de pérdidas como de reducción de potencia instalada. La tercera definición de potencia aparente (21) se ajusta al criterio de pérdidas, pero todavía subvalúa la reducción de potencia instalada. Finalmente, la definición propuesta (22), la cual siempre conduce a factores de potencia menores que las otras, puede sobrevaluar el criterio de pérdidas; pero es la única que tiene en cuenta plenamente la reducción de capacidad instalada en la red.

IV. PÉRDIDAS EN LA RED DEBIDAS A LA DISTORSIÓN DE LA CORRIENTE

Desde el punto de vista de la transacción de energía entre empresa eléctrica y consumidor, debe penalizarse todo incremento de pérdidas en los componentes de la red; referido al caso ideal de un consumo simétrico de tipo resistivo. Los transformadores de potencia son sensibles a corrientes distorsionadas, y sus pérdidas dependen del contenido armónico. Corrientes con igual valor rms, e incluso con igual valor de distorsión armónica total, pueden producir diferentes pérdidas. Las mayores pérdidas corresponden a aquellas corrientes con mayor contenido de armónicos superiores. Esto es debido a las así denominadas pérdidas adicionales, producidas por corrientes parásitas en los materiales conductores del transformador; las que se incrementan con la derivada respecto al tiempo del flujo magnético disperso. Esto conduce a la definición del factor de utilización K [9], como

$$K=\sum_{n=1}^{m}[n^2(I_n/I_1)^2] \qquad (23)$$

El factor K representa la relación entre la potencia aparente nominal y la potencia aparente máxima a la que puede ser cargado el transformador bajo corriente distorsionada, de forma de mantener las pérdidas totales constantes.

De aquí se concluye que en los transformadores de potencia, las pérdidas aumentan cuando la corriente posee armónicos de alto orden; y por tanto disminuye la capacidad instalada por tener que limitar la corriente a valores menores a la nominal.

Un efecto similar ocurre en las líneas, en este caso debido al efecto pelicular. Debido a este efecto, la densidad de corriente tiende a aumentar en la periferia de los conductores, disminuyendo hacia el centro; aumentando la resistencia efectiva [10]. Dado que el efecto depende de la frecuencia, sometidos a corrientes distorsionadas la potencia total disipada en el conductor aumenta al aumentar el contenido de los armónicos altos, aún manteniendo constante el valor eficaz y la distorsión armónica total. En forma similar a los transformadores, aumentan las pérdidas y disminuye la capacidad instalada, al tener que manejar corrientes distorsionadas, aumentando el efecto al aumentar el contenido armónico de alto orden.

Para evaluar adecuadamente estos efectos no basta con la medida de los valores rms de las corrientes, ni siquiera con la distorsión armónica total. Es necesario conocer el espectro total de la corriente.

También la distorsión en la tensión causa aumento de pérdidas en los transformadores [11]. La relación es compleja dado que depende de valores rms así como de valores medios, afectando las pérdidas en el núcleo. En general, estos efectos no son de importancia si la distorsión en la tensión es baja, como es usual en las redes de potencia.

A partir de estas consideraciones, se propone la siguiente definición de potencia aparente, la cual contempla las pérdidas en exceso por efecto de los armónicos de la corriente de alto orden

$$S_{p2}=3\ \sqrt{[(V_a^2+V_b^2+V_c^2)/3]}\ \sqrt{[(I_{ap}^2+I_{bp}^2+I_{cp}^2)/3]} \qquad (24)$$

donde

$$I_{ip}^2=\sum_{n=1}^{m} n^r\, I_n^2 \qquad (25)$$

siendo r un coeficiente a determinar, en función de los comportamientos de los transformadores y las líneas. La asignación de un valor a la constante r exigirá de futuros estudios estadísticos en múltiples sistemas, principalmente de distribución, de forma que resulte representativo para la mayoría. Un estudio previo sobre estos efectos aparece en la norma IEEE 519 [12].

V. PROPUESTA DE FACTOR DE POTENCIA Y POTENCIA REACTIVA

En el capítulo III se arribó a la ecuación (22) la cual contempla sistemas con carga asimétrica, y en el capítulo IV a la ecuación (24) que tiene en cuenta la distorsión en la corriente. Una definición de potencia aparente que contemple ambos hechos simultáneamente se obtendría sustituyendo en la ecuación (22) I_{max} por la máxima corriente entre las fases tal como se definen en (25). Esto conduce a la siguiente ecuación

$$S_{p3}=3\ \sqrt{[(V_a^2+V_b^2+V_c^2)/3]}\ I_{maxp} \qquad (26)$$

donde I_{maxp} es el valor máximo entre I_{ap}, I_{bp} y I_{cp}.

Esto es, se toma la corriente de la fase más cargada, teniendo en cuenta los efectos de los armónicos, como representativa de la corriente establecida por el consumidor.

Se propone mantener la definición del factor de potencia usual, como la relación entre potencia activa y aparente. En cuanto a la potencia reactiva, de acuerdo a lo analizado en los capítulos anteriores, en sí mismo es un concepto de menor interés que el factor de potencia, en el campo de facturación a usuarios del sistema eléctrico. Sin embargo, por razones históricas es un parámetro muy difundido y de uso muy común, tanto en las empresas eléctricas como entre los consumidores. Es por esto necesario lograr una definición de potencia reactiva coherente con las definiciones de potencia aparente propuestas (S_{pi}). Ésta sería

$$Q_{pi}= \sqrt{(S_{pi}^2 - P^2)} \qquad (27)$$

donde S_{pi} representa las diferentes potencias aparentes propuestas. Con i=1 (ecuación 22) se tiene en cuenta la asimetría en la carga; con i=2 el efecto de componentes armónicos (24); y finalmente con i=3 los dos efectos combinados (26). La primer definición es inmediatamente implementable. Las 2 siguientes requieren de estudios estadísticos futuros para determinar el valor de la constante r.

Las recomendaciones del Grupo de trabajo de IEEE ya citado, proponen denominar a esta potencia: Potencia No Activa y usar otra letra para representarla que no fuera la letra Q. Sin embargo, difundir entre los usuarios de los servicios eléctricos los conceptos que encierran las distintas definiciones ha demostrado ser una tarea mucho más difícil que lo imaginado inicialmente. Mucho más ardua aún, será cambiar el nombre. Debe tenerse en cuenta que al mantener sistemas de facturación basados en la medida de energía activa y reactiva, es necesario mantener este nombre.

VI. EVALUACIÓN DE LAS DISTINTAS DEFINICIONES

Varios trabajos presentan mediciones reales y comparan los resultados aplicando diversas definiciones. En [14], Emanuel evalúa la definición de potencia reactiva definida según Frize (Q_F), separada en dos componentes según las propuestas de Budeanu (3), Czarnecki [$Qc=\Sigma(V_n I_n \text{ sen } \varphi_n)^2$] y Kimbark (7). También en [3], se publican datos de mediciones en varias instalaciones reales.

Algunos de los casos presentados se reproducen en la Tabla 1, agregándose los cálculos de la potencia reactiva y el factor de potencia con otras definiciones. En las columnas 2, 3, 4 y 5 se muestran los resultados que se obtendrían a partir de las medidas de 2 medidores

electromecánicos de activa y reactiva. En las columnas 6 y 7 se muestran los valores correspondientes a la definición de potencia aparente (21) avalada por el Grupo de Trabajo de IEEE. Finalmente en las columnas 8 y 9 se muestran los valores obtenidos usando la ecuación (22), propuesta en este trabajo.

Todos los valores están normalizados, tomando como base la potencia aparente definida en (21) igual a 100.

TABLA 1
Medidas en instalaciones reales, usando diferentes definiciones.

CASO	Medidores electromecánicos (1) y (16)				Propuesta IEEE (21)		Propuesta S_{p1} (22)	
	P	Q	S	PF	S	PF	S	PF
1	90	35	97	0.93	100	0.90	108	0.83
2	90	38	98	0.92	100	0.90	115	0.78
3	88	45	99	0.89	100	0.88	107	0.82
4	84	11	85	0.99	100	0.84	139	0.60

En la Tabla 2 se describe cada una de las instalaciones correspondiente a los diferentes casos. El desbalance de corriente se calcula como la relación entre la corriente de secuencia negativa y la de secuencia positiva. La distorsión está referida sólo a la distorsión en corriente.

TABLA 2
Descripción de las instalaciones medidas

CASO	Descripción	Potencia	Tensión	Desbalance	Distorsión
1	Complejo de apartamentos	200 kVA	208 V	7.6 %	7.1 %
2	Edificio de oficinas	140 kVA	208 V	15.6 %	20.7 %
3	Rectificador de 12 pulsos	3 MVA	13.8 kV	6.5 %	16.4 %
4	Conjunto de computadoras	20 kVA	120 V	39 %	41.5 %

En el caso 1 existe moderada distorsión y desequilibrio. Usando la definición propuesta por IEEE, el factor de potencia bajaría 0.03 respecto al medido con instrumentación tradicional. La nueva propuesta, bajaría un 0.07 adicional. Esto es fundamentalmente debido al desbalance; efecto que podría ser corregido mejorando la distribución de las cargas.

El caso 4 es el que mayores diferencias presenta entre las distintas definiciones, variando el factor de potencia computado entre 0.99 y 0.60. Es un caso extremo, en el cual la carga es un conjunto de computadoras con muy fuerte distorsión y desbalance. Es un claro ejemplo en el que existe un gran perjuicio para el administrador de la red de potencia; no siendo detectado por los medios tradicionales de medida consistentes en medidores de activa y reactiva electromecánicos.

VII. CONCLUSIONES

Distintas definiciones propuestas para evaluar sistemas de potencia con ondas distorsionadas, han sido analizadas desde el punto de vista de la facturación entre empresas eléctricas y consumidores. Los sistemas de medida necesarios para implementar estas definiciones existen ya comercialmente; pero aún persiste el problema de acordar

internacionalmente una definición. En los comienzos del tratamiento de este tema, en una discusión a las propuestas de Budeanu [15], A. Iliovici ponía en duda la relevancia de los nuevos conceptos de potencia distorsionada, argumentando "el valor definido por el Sr. Budeanu nunca podrá ser medido directamente". Después de 70 años hemos llegado a la situación opuesta. Podemos medir prácticamente lo que queramos, con instrumentos de bajo costo, pero no hemos sido capaces de llegar a un acuerdo sobre qué medir.

Es urgente, arribar a un acuerdo internacional entre las distintas partes vinculadas a esta problemática, que permita avanzar en la definición de parámetros en redes con distorsión y asimetrías. Siete décadas de infructuosas propuestas son evidencia de la imposibilidad de arribar a una única definición, apta para todos los campos de aplicación. En este trabajo se analizan y proponen definiciones a aplicar únicamente al campo de la facturación entre empresas eléctricas y consumidores.

Fue mostrado en este trabajo las grandes diferencias que surgen de la aplicación de diferentes definiciones de potencia reactiva y potencia aparente y se proponen nuevas definiciones que toman en cuenta todas las pérdidas a que se ve sometida la red de potencia y el desaprovechamiento de la capacidad instalada. Todas están basadas en la definición propuesta por el IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations, incorporando modificaciones para la correcta evaluación de efectos debidos a asimetrías y componentes armónicos. La definición correspondiente a la ecuación (22) tiene en cuenta el desaprovechamiento de la capacidad instalada por efecto de cargas asimétricas. La definición (24) incorpora los efectos de los armónicos superiores en las pérdidas de los componentes de la red. Finalmente, la ecuación (26) tiene en cuenta ambos efectos simultáneamente. Estas dos últimas definiciones necesitan de estudios estadísticos futuros para evaluar una constante de la cual dependen.

De todas maneras, como un comienzo, la adopción de cualquiera de las definiciones analizadas del PF basadas en la potencia aparente, es sustancialmente mejor que seguir usando el cómputo basado (1) y (16). En este último caso no son tenidas en cuenta ni la distorsión en la corriente ni los desbalances en la carga.

REFERENCIAS

[1] Reglamento de Baja Tensión de UTE, Capitulo XX, pp. 1, Jun. 1998.

[2] A. E. Knowlton, "Reactive power concepts in need of clarification," Trans. AIEE, pp. 744 -747, Sep. 1933.

[3] IEEE Working Group on Nonsinusoidal situations, "Practical definitions for powers in systemas with nonsinusoidal waveforms and unbalanced loads: adiscussion," 95 WM 040-6 PWRD, 1995.

[4] L.S. Czarnecki, "Comparison of power definitions for circuits with nonsinusoidal waveforms," IEEE 90EH0327, pp. 43-49, 1990.

[5] D. Sharon, "Power factor definitios and power transfer quality in nonsinusoidal situations," IEEE Trans.Instrum. Meas., vol. IM-45, pp. 728-733, 1996.

[6] E. H. Watanabe, R. M. Stephan, M. Aredes, "New concepts of instantaneous active and reactive powers in electrical systems with generic loads," IEEE Trans.Pow.Del., vol. 8, pp. 697-703, 1993.

[7] A. E. Emanuel, "On the definition of power factor and apparent power in unbalanced polyphase circuits with sinusoidal voltage and current," IEEE Trans.Pow.Del., vol. 8, pp. 841-852, 1993.

[8] IEC 76, Power transformers, 1993.

[9] G. W. Massey, "Estimation method for power system harmonic effects on power distribution transformers," IEEE Trans. Industry Applicat., vol. 30, No. 2, 1994.

[10] D. G. Fink y H. W. Beaty, Standard Handbook for Electrical Engineers, 11 Edition, pp. 4.29.

[11] D. Slomovitz, "Correction of power transformers no-load losses, measured under nonsinusoidal voltage waveforms," IEE Part C, vol. 136, No 1, pp. 42-47, Jan. 1989.

[12] R. Arseneau, G. T. Heydt y M. J. Kempker, "Application of IEEE Standard 519-1992 Harmonic Limits for revenue billing meters," IEEE Trans. Pow.Del., vol. 12, pp. 346-353, 1997.

[13] IEC 687, "Alternating current static watt-hour meters for active energy," 1992.

[14] A. E. Emanuel, "Actual measurements of apparent power and its components at low-and medium-voltage buses," ETEP, vol. 4, No 5, pp. 371-380, 1994.

[15] A. E. Emanuel Proceedings of IEEE ICHPS VI, pp. 1-2, Bologna, Sep., 1994.

BIOGRAFÍA



Daniel Slomovitz (M'86-SM'89) nació en Montevideo, Uruguay, en 1952. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, en 1978.

Desde 1977 trabaja en el Laboratorio de UTE, desempeñando actualmente el cargo de Jefe del Laboratorio.

En el área de educación, ha conducido numerosos cursos, siendo actualmente Profesor Catedrático de Medidas Eléctricas, en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República.

Ha desarrollado trabajos de investigación en las áreas de Metrología y Alta Tensión habiendo publicado más de 50 trabajos.